

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт: **Энергетический**
 Направление подготовки **130401 Теплоэнергетика и теплотехника**
 Кафедра **Атомных и тепловых электростанций**

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|---|
| ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС |

УДК 621.18:621.438:621.311.22

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------------|-------------------------------------|---------|------|
| 5БМ4Б | Скребатун Егор Александрович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|---------------------|------------------------|---------|------|
| доцент кафедры АТЭС | О.Ю.Ромашова | к.т.н., доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------------------|---------------------|------------------------|---------|------|
| доцент кафедры менеджмента | А.А. Фигурко | к.э.н., доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|-------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности | М.В. Василевский | к.т.н., доцент | | |

Нормоконтроль

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|-------------------|------------------------|---------|------|
| ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций | М.А.Вагнер | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|---------------------|------------------------|---------|------|
| атомных и тепловых электростанций | А.С. Матвеев | к.т.н., доцент | | |

Томск – 2016 г.

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы
магистра по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»**

| Код ре- зультата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|------------------------|---|--|
| | Универсальные компетенции | |
| P1 | Использовать представления о методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания | Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P2 | <i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности. | Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P3 | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки | Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P4 | Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития. | Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P5 | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности. | Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| | Профессиональные компетенции | |
| P6 | Использовать <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженер- | Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), со- |

| | | |
|-----|--|---|
| | ные знания для создания и применения <i>инновационных</i> технологий в теплоэнергетике | гласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P7 | Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики | Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P8 | Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий | Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P9 | Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство | Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24,), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P10 | Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды. | Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| P11 | Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки | Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт _____ Энергетический
 Направление подготовки (специальность) _____ Теплоэнергетика и теплотехника
 Кафедра _____ АТЭС

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ А.С. Матвеев
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------------------|
| магистерской диссертации |
|---------------------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------------|
| 5БМ4Б | Скребатун Егор Александрович |

Тема работы:

| |
|---|
| ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) |

| | |
|--|-------------------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 20 мая 2016 года |
|--|-------------------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Целью работы является исследование способов повышения эффективности работы оборудования паротурбинных энергоблоков с использованием различных схем ГТ-надстройки |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | 1. Аннотация 2. Актуальность темы 3. Анализ термодинамической эффективности бинарных циклов 4. Внедрение парогазовых технологий 4.1. Схемы 4.2. Параметры 4.3. Оборудование 5. Способы и схемы повышения эффективности действующих ТЭС на основе парогазовых технологий. 5.1. Анализ вариантов включения газовых турбин в тепловую схему ПТУ 5.2. Обзор литературы по внедрению ГТ-надстроек на действующих ТЭС (КЭС, ТЭЦ) 5.3. Особенности технических решений для КЭС, ТЭЦ |

| | |
|---|--|
| | 5.4. Сравнение вариантов (по эффективности) и выводы 6. Разработка варианта ГТ-надстройки на ТЭЦ с турбинами типа Т-100-130 6.1. Постановка задачи 6.2. Тепловая схема разрабатываемой ПГУ. 6.4. Оборудование 7. Расчёты тепловой схемы Т-100-130 с ГТ-надстройкой 7.1. Выбор цели и параметров. Ограничения 7.2. Алгоритм расчёта 7.3. Результаты расчёта 7.4. Выводы 8 Техничко-экономический анализ использования газотурбинных надстроек на конденсационных и теплофикационных энергоблоках 8.1. Расчёт годовой экономии топлива 8.2. Оценка капиталовложений в реконструкцию 8.3. Расчёт ЧДД и срока окупаемости 9. Вопросы менеджмента 10. Вопросы безопасности жизнедеятельности 11. Выводы и заключение. |
| Перечень графического материала | 1. Принципиальные схемы ГТ-надстроек 2. Графические результаты расчёта |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент, | Фигурко А.А., доцент кафедры менеджмента |
| Социальная ответственность | Василевский М.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| 4.1. Типы и параметры ПГУ 5. Реализованные схемы ПГУ на действующих ТЭС | |

| | |
|---|-----------------------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 28 декабря 2015 года |
|---|-----------------------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры АТЭС | Ромашова О. Ю. | к.т.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------|---------|------|
| 5БМ4Б | Скребатун Е. А. | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ- РЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------------|
| 5БМ4Б | Скребатун Егору Александровичу |

| Институт | Энергетический | Кафедра | АТЭС |
|---------------------|----------------|---------------------------|---|
| Уровень образования | Магистр | Направление/специальность | 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Определение и анализ трудовых и денежных затрат, направленных на реализацию исследования. Приблизительная стоимость ресурсов научного исследования, в том числе научно-технического оборудования, составляет около 375 тыс. руб. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 31541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Отчисления по страховым выплатам – 30% от ФОТ |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ | Технико-экономическое обоснование НИР |
| 2. Разработка устава научно-технического проекта | Не разрабатывается |
| 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Определение этапов работы, трудоёмкости работы, составление план-графика, сметы затрат, расчёт нарастания технической готовности работ. |
| 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности | Оценка экономической эффективности и целесообразности проекта |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|--|
| |
|--|

| | |
|--|----------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 19.02.16 |
|--|----------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры менеджмента | А.А. Фигурко | к.э.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 5БМ4Б | Скребатун Е.А. | | |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------------|
| 5БМ4Б | Скребатун Егору Александровичу |

| Институт | Энергетический | Кафедра | АТЭС |
|---------------------|----------------|---------------------------|---|
| Уровень образования | Магистр | Направление/специальность | 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника |

| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
|--|---|
| 1. Характеристика объекта исследования | <p>Объектом исследования является паротурбинный энергоблок с газотурбинной надстройкой. При обслуживании оборудования на рабочий персонал воздействуют следующие факторы:</p> <p>Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации; отклонение показателей микроклимата; недостаточная освещенность.</p> <p>Опасные факторы: электрический ток; газовые выбросы, опасность взрыва; пожар.</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Производственная безопасность | <p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (коллективные, затем - индивидуальные) |
| | <p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); |
| 2. Экологическая безопасность: | <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий |
| 5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: | <ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны |
| Перечень графического материала: | |
| При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров) | |

| | |
|--|----------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 19.02.16 |
|--|----------|

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------|------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент кафедры ЭБЖ | М.В. Василевский | к.т.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 5БМ4Б | Скребатун Е.А. | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 180 с., 26 рисунков, 22 таблицы, 44 источников, 11 приложений.

Ключевые слова: тепловые электрические станции, газовые турбины, газотурбинные надстройки, парогазовые установки, котлы-утилизаторы, теплофикационные и конденсационные паровые турбины.

Объектом исследования является: паротурбинный энергоблок с теплофикационной паровой турбиной типа Т-110/120-12,8 и газотурбинные надстройки к нему.

Целью данной работы является исследование способов повышения эффективности работы оборудования, с помощью различных схем ГТ-надстройки.

Задачи:

- Возможность внедрения парогазовых технологий на действующих ТЭЦ;
- Сравнение вариантов включения турбин в парогазовый цикл;
- Методика расчета ПГУ в переменном режиме;
- Расчет показателей тепловой экономичности работы станции;
- Выбор оптимальных схем отпуска теплоты и электроэнергии от ПГУ ТЭС.

В процессе исследования проводились: расчеты различных режимов работы паротурбинного энергоблока с теплофикационной паровой турбиной с ГТ-надстройкой.

В результате исследования были определены показатели тепловой экономичности ПГУ ТЭС.

Оглавление

| | |
|--|----|
| | С. |
| Введение..... | 11 |
| 1. Анализ термодинамической эффективности парогазовых циклов..... | 13 |
| 1.1. Постановка задачи..... | 13 |
| 1.2. Параметры, определяющие эффективность парогазовых циклов..... | 13 |
| 2. Внедрение парогазовых технологий. Типы и параметры парогазовых установок..... | 19 |
| 3. Способы и схемы повышения эффективности действующих ТЭС на основе парогазовых технологий..... | 29 |
| 3.1. Реализованные схемы парогазовых установок на действующих тепловых электростанциях..... | 29 |
| 3.2. Анализ использования газотурбинных установок на действующих тепловых электростанциях..... | 38 |
| 4. Разработка схемы парогазовой установки с турбиной типа Т-100-130..... | 41 |
| 4.1. Постановка задачи..... | 41 |
| 4.2. Тепловая схема разрабатываемой парогазовой установки..... | 41 |
| 4.3. Оборудование энергоблока..... | 43 |
| 5. Расчёт тепловой схемы турбины т-100-130 с газотурбинной надстройкой..... | 44 |
| 5.1. Выбор цели и параметров. Ограничения..... | 44 |
| 5.2. Алгоритм расчёта..... | 49 |
| 5.3. Результаты расчёта..... | 54 |
| 5.4. Анализ результатов..... | 66 |
| 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..... | 69 |
| 7. Социальная ответственность..... | 86 |

| | |
|--|---------------------|
| Заключение..... | 104 |
| Список использованной литературы..... | 105 |
| Приложение А Типы и параметры основного оборудования..... | 109 |
| Приложение Б..... | 120 |
| Приложение В Варианты простейших тепловых схем ПГУ и их циклы..... | 141 |
| Приложение Г Принципиальные схемы реализованных ПГУ..... | 146 |
| Приложение Д Процесс расширения пара с учётом промежуточного перегрева в первом приближении..... | 151 |
| Приложение Е Пример расчёта системы регенерации ПГУ при работе в кон- денсационном режиме..... | 153 |
| Приложение Ж Расчёт показателей работы ГТУ..... | 158 |
| Приложение И Пример расчёта ПТУ в межсезонье..... | 163 |
| Приложение К Пример расчёта ПТУ при давлении в верхнем теплофикацион- ном оборе 0,098 МПа..... | 169 |
| Приложение Л Особенности расчёта ПГУ в межсезонье..... | 174 |
| Приложение М особенности расчёта ПГУ при $p_{т2} = 0,098$ и $0,25$ МПа..... | 177 |
| Приложение Н Пример расчёта технико-экономических показателей ПТУ и ПГУ в конденсационном режиме..... | 179 |
| Графический материал | На отдельных листах |
| ФЮРА.311111.002 Принципиальная тепловая схема энергоблока. | |

Аннотация

В данной работе исследовано повышение эффективности применения парогазового цикла на действующем энергоблоке с паровой турбиной типа Т-100-130. Тепло отработавшего в газовой турбине рабочего тела используется для частичного или полного промпрегрева пара. Оставшаяся часть теплоты газов утилизируется в системе регенеративного подогрева питательной воды и конденсата. Произведён расчёт исследуемой схемы парогазовой установки на характерные режимы работы турбины с регулируемыми отборами пара на теплофикацию.

Введение

Рост численности населения, а, следовательно, и спроса на все виды энергии приводят нас сегодня к дефициту на рынке электрической и тепловой энергий. В некоторых случаях ТЭЦ вынуждены работать в неэкономичном конденсационном режиме, т.к. часть предприятий, покупающих тепло со станции, либо закрылись либо перешли на самообеспечение теплотой. При этом, работа оборудования на электростанции происходит при непроектных максимальных нагрузках, что приводит к невозможности её подхвата и, как следствие, к ухудшению качества поставляемой энергии, что, в свою очередь, не удовлетворяет потребителя. Требования к рабочему оборудованию ужесточаются как в экономическом, так и экологическом планах. Из этого следует, что необходимо строительство новых электростанций или энергоблоков с использованием передовых технологий с высокой экономичностью.

На современном этапе развития энергетики наибольшее распространение получили энергоблоки с паросиловым циклом, эффективность которых не превышает 40%, что, на данный момент, является низким показателем эффективности. В последнее время всё чаще встаёт вопрос о повышении экономичности электростанций путём замены паросилового цикла на парогазовый. Парогазовые технологии признаны наиболее эффективными и имеют КПД цикла

порядка 60 – 65%. При этом использование ПГ-технологий позволяет сэкономить до 10% топлива.

Однако встаёт вопрос о том, что делать с тем оборудованием, которое не отработало свой ресурс. Полностью заменить паросиловой цикл на парогазовый является не целесообразным с экономической точки зрения. Поэтому рассматриваются вопросы применения ПГ-циклов на действующих ТЭС, с утилизацией теплоты уходящих газов газовой турбины (ГТ) в паросиловом цикле.

В данной работе рассмотрены варианты применения газотурбинных технологий (ГТ-надстроек) на действующих ТЭС. Целью работы является определение возможного эффекта от применения ГТ-надстроек с точки зрения тепловой экономичности.

1. Анализ термодинамической эффективности парогазовых циклов

1.1. Постановка задачи:

Целью данного исследования является определение возможного повышения эффективности паросилового энергоблока при использовании ГТ-надстроек с утилизацией теплоты уходящих газов газовых турбин.

Работа предполагает исследование возможных схем утилизации теплоты газотурбинной установки в паросиловом цикле на действующих ТЭС. Так как действующие электростанции предполагают наличие основного энергетического оборудования, то рассмотрению подлежат, так называемые, парогазовые установки с параллельной схемой работы, когда котёл-утилизатор используется не для генерации пара для работы паровой турбины, а используется в схеме для других целей (нагрев питательной воды, конденсата и т.д.).

1.2. Параметры, определяющие эффективность парогазовых циклов

Так как предполагается параллельная схема работы парогазовой установки, то необходимо учесть влияние параметров, которые определяют эффективность отдельно каждого цикла. Необходимость учёта основных параметров возникает из-за возможного влияния их на исследуемую схему парогазовой установки в целом. Основные параметры, влияющие на циклы приведены ниже.

Газотурбинная установка (цикл):

Наиболее распространённая и простая одновальная газотурбинная установка (ГТУ), которая получила своё распространение в ПГУ, состоит из следующих элементов (Рисунок 1, а):

- комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ);
- осевой компрессор, который служит для повышения давления и перемещения воздуха (газов);
- камера сгорания, в которой происходит сжигание жидкого или газообразного топлива в воздушной среде при высоком давлении;

- газовая турбина, в которой происходит расширения газов с совершением работы;
- электрический генератор;
- дожимной компрессор топлива (при необходимости), который служит для повышения давления топлива до необходимой величины.

Процесс, описывающий цикл данной ГТУ (цикл Брайтона) представлен на Рисунке 1, б.

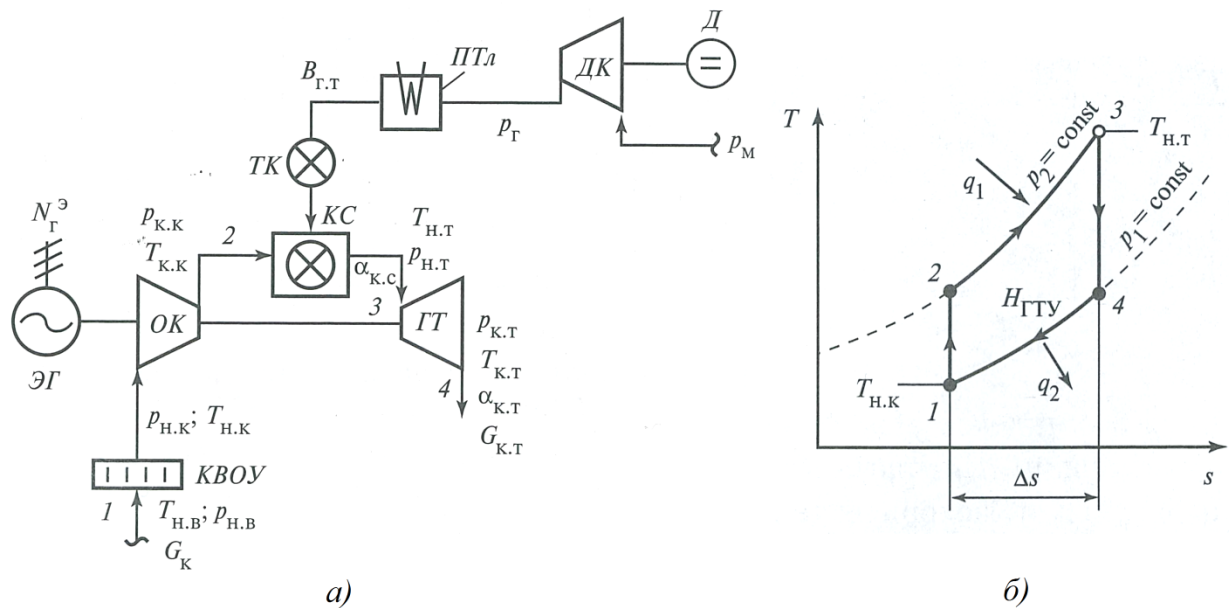


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема одновальной энергетической ГТУ разомкнутого цикла (а) и обратимый цикл Брайтона простой ГТУ (б)

ТК – топливный клапан; ПТл – подогреватель топлива; ДК – дожимной компрессор; Д – двигатель привода ДК; КВОУ - комплексное воздухоочистительное устройство; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; ЭГ - электрогенератор; q_1 и q_2 – удельное количество подводимой и отводимой теплоты ГТУ

Термический КПД обратимого цикла Брайтона идеального газа при адиабатном расширении и сжатии имеет следующий вид:

$$\eta_t = 1 - \frac{c_p \cdot (T_4 - T_1)}{c_p \cdot (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{(\pi_k)^{\frac{k-1}{k}}} = 1 - \frac{1}{\varepsilon^{k-1}} = 1 - \frac{1}{Y}, \quad (1.2.1)$$

где $Y = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^m = \pi_k^m$ – параметр повышения давления рабочего тела в компрессоре;

$m = \frac{k-1}{k}$, k – показатель изэнтропы.

Исходя из приведённой формулы видно, что первыми наиболее значимыми параметрами, влияющими на эффективность ГТУ является степень повышения давления в компрессоре π_k , а также степень уменьшения давления газов в ГТ.

$$\pi_k = \frac{p_{к.к.}}{p_{н.к.}}; \quad \pi_{ГТ} = \frac{p_{н.т.}}{p_{к.т.}}; \quad (1.2.2)$$

Зависимость КПД газотурбинного цикла от степени повышения давления представлена на Рисунке 2. На рисунке видно, что при увеличении степени повышения давления, термический КПД цикла Брайтона увеличивается. Однако это увеличение имеет убывающий характер.

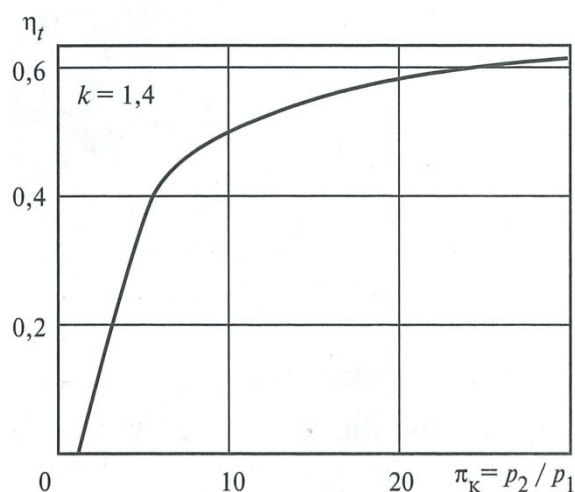


Рисунок 2 – Зависимость термического КПД цикла Брайтона (ГТУ) от степени повышения давления в компрессоре

Также, как и для любого цикла, не менее важными являются начальная температура рабочего тела ($T_{н.т.}$) и температура холодного источника ($T_{н.в.}$). Согласно формуле для термического КПД цикла Брайтона, чем выше начальная температура газа перед ГТ и ниже температура холодного источника, тем выше термический КПД цикла.

Влияние данных температур на показатели работы установки оценивается с помощью температурного коэффициента (или степень повышения температуры), который равен:

$$\tau = \frac{T_{н.т.}}{T_{н.в.}} \quad (1.2.3)$$

К настоящему времени начальная температура газов перед ГТУ достигла 1600 °С, и зависит от материалов, используемых в ГТ-установках.

Для реальных установок большее значение имеет величина абсолютного внутреннего КПД газотурбинного цикла, который можно определить с помощью перечисленных параметров:

$$\eta_i = \frac{c_{p\Gamma} \cdot \tau \cdot \eta_{\Gamma.T} \cdot (1 - \pi_{\Gamma.T}^{-m_{\Gamma}}) - \frac{1}{\eta_k} \cdot c_{pB} \cdot (\pi_k^{m_B} - 1)}{\tau - 1 - c_{pB} \cdot (\pi_k^{m_B} - 1) \cdot \frac{1}{\eta_k}}. \quad (1.2.4)$$

Как правило, влияние перечисленных параметров оценивается комплексно: ввиду наличия у функции КПД максимума, оценивают оптимальное повышение давления в компрессоре при увеличении начальной температуры газов (и соответственно температурного коэффициента). Зависимость внутреннего КПД цикла от степени повышения давления в компрессоре и начальной температуры газов представлена на Рисунке 3.

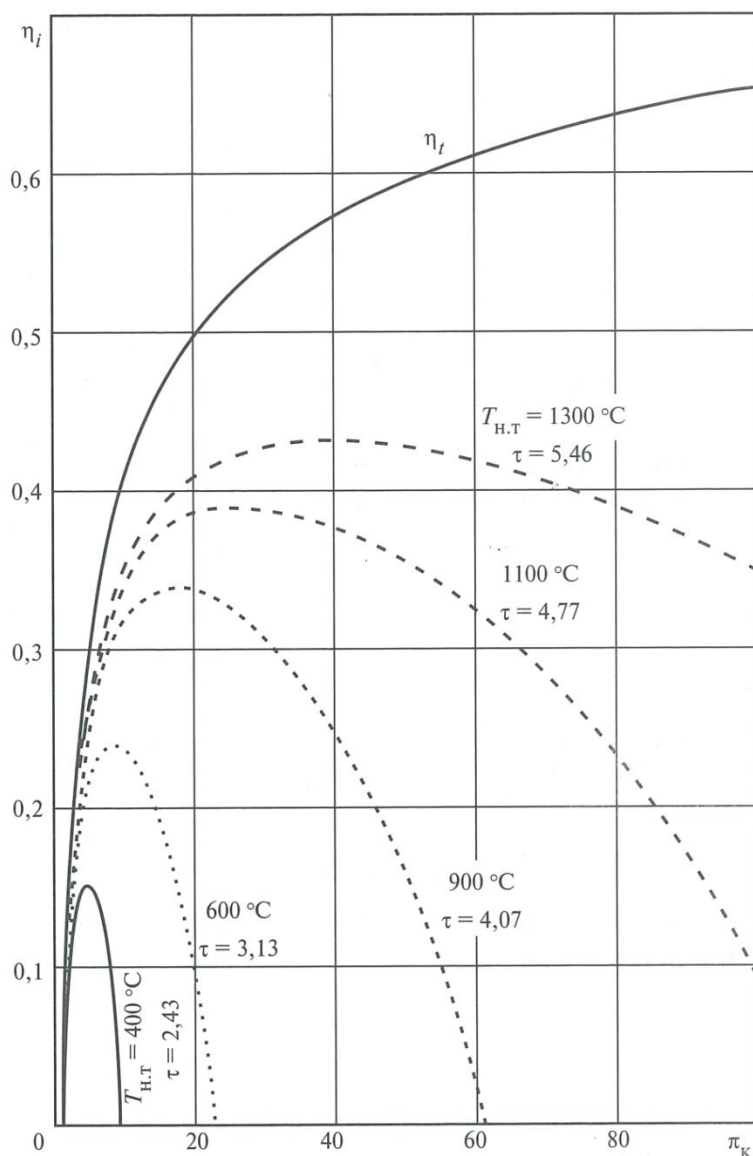


Рисунок 3 – Зависимость абсолютного внутреннего КПД ГТУ от степени повышения давления воздуха в компрессоре и начальной температуры газов при $t_{нв} = 15^\circ\text{C}$

Паротурбинная установка (цикл ПТУ)

Параметры, влияющие на эффективность паротурбинной установки достаточно подробно изучены и во много зависят от режима работы блока. К основным параметрам, влияющим на эффективность ПТУ можно отнести следующие:

- начальная температура и давление пара;
- давление в конденсаторе;
- нагрузки потребителей (П и Т-турбин) на ТЭЦ;

- состояние поверхностей нагрева и проточной части (лопаточного аппарата) турбины;
- система регенерации;
- качество топлива и способ его сжигания;
- наличие (отсутствие) промперегрева и т.д.

В качестве параметра, который влияет на работу всей ПГУ с параллельной схемой работы можно использовать степень бинарности, который показывает какая часть тепловой мощности последовательно преобразуется в механическую в цикле ГТУ, а затем переходит в цикл ПТУ:

$$\beta = \frac{Q_1^{\text{ГТУ}}}{Q_1^{\text{ГТУ}} + Q_1^{\text{ПТУ}}}, \quad (1.2.5)$$

где $Q_1^{\text{ВТЦ}}$ – количество теплоты, подводимое к высокотемпературному источнику;

$Q_1^{\text{НТЦ}}$ - количество теплоты, подводимое к низкотемпературному источнику;

Как правило данным показателем пользуются в случае схемы утилизационного типа с КУ. В данной работе использование степени бинарности достаточно условное, т.к. предполагается использование теплоты уходящих газов ГТУ не для генерации пара. Данным параметром можно воспользоваться только для оценки количества части теплоты, которую можно использовать в цикле ПТУ.

2. Внедрение парогазовых технологий. Типы и параметры ПГУ

В современной энергетике реализовано большое количество тепловых схем ПГУ, которые различаются по составу и назначению. По назначению различают конденсационные (ПГУ-КЭС) и теплофикационные (ПГУ-ТЭЦ) ПГУ. Теплофикационные ПГУ, в свою очередь, разделяются в зависимости от источника получения тепловой энергии: от котла или от турбины.[1] Схематично деление ПГУ по назначению представлено на Рисунке 4.



Рисунок 4 – Классификация ПГУ по назначению

Второй признак, по которому можно классифицировать ПГУ – способ утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ. По данному признаку можно выделить следующие типы ПГУ: утилизационные; с параллельной схемой работы; с дожиганием; с газопаровой турбиной; сбросные; с высоконапорным парогенератором; с нагревом питательной воды выхлопными газами ГТУ. [1] Более наглядно, классификация по способу утилизации теплоты газов ГТУ представлена на Рисунке 5.



Рисунок 5 – Классификация ПГУ по способу утилизации тепловой энергии выхлопных газов ГТУ

Чаще всего встречается ПГУ с котлом – утилизатором, так называемые, утилизационные ПГУ (Приложение В, Рисунок В1). В данной схеме выходные газы ГТУ направляются в котёл – утилизатор, где теплота отработавших газов передаётся пароводяному рабочему телу (процесс 4 - 5), вследствие чего генерируется перегретый пар, который направляется в паровую турбину. Тогда общая электрическая мощность ПГУ равна:

$$N_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}, \quad (2.1.1)$$

где $N_{\Gamma}^{\text{э}}$ и $N_{\Pi}^{\text{э}}$ - электрические мощности газовой и паровой частей установки.

В итоге общая электрическая мощность ПГУ увеличивается на 40 – 50 %, т.е. возрастает экономичность всей установки. Потеря теплоты с уходящими газами ограничивается площадью $1' - 1 - 5 - 5'$. Чтобы максимально утилизировать теплоту этих газов в котле – утилизаторе поддерживаются минимальные температурные напоры θ_1 и θ_2 , при этом температура уходящих газов котла находится в диапазоне 80 -140 °С (при работе на природном газе).

Электрический КПД ПГУ брутто с котлом – утилизатором определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\Gamma}^{\text{э}} + N_{\Pi}^{\text{э}}}{Q_{\Gamma}^{\text{с}}}, \quad (2.1.2)$$

$$\text{или} \quad \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}) \cdot \eta_{\text{КУ}} \cdot \eta_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}, \quad (2.1.3)$$

где $Q_{\Gamma}^{\text{с}}$ - теплота сгорания топлива, сжигаемого в камере сгорания ГТУ, кВт.

$\eta_{\text{ГТУ}}^{\text{э}}$ – КПД газотурбинной установки;

$\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{э}}$ – КПД паротурбинной установки;

$\eta_{\text{КУ}}^{\text{э}} = \frac{\theta_1 - \theta_{\text{yx}}}{\theta_1 - t_{\text{нв}}}$ – КПД котла утилизатора.

Согласно приведённым формулам видно, что основные показатели ПГУ (мощность и экономичность) в большей степени зависят от показателей ГТУ. Сегодня наиболее экономичные ГТУ имеют КПД порядка 38 ÷ 40 %. Однако, второй член выражения для экономичности ПГУ также оказывает своё влияние, т.к. КПД КУ напрямую зависит от температуры уходящих газов ГТУ (т.е чем ниже температура уходящих газов, тем выше КПД КУ). Поэтому необходимо стремиться к снижению температуры уходящих газов КУ для достижения наибольшей экономичности ПГУ. Утилизационные ПГУ являются самыми экономичными среди всех типов парогазовых установок..

В некоторых случаях для стабилизации параметров рабочих тел в рассмотренной схеме ПГУ и увеличения её мощности, применяют дожигание топлива в среде выходных газов ГТУ на входе КУ (Приложение В, Рисунок В2).

Данная схема похожа на ПГУ утилизационного типа. Наличие сжигания дополнительного количества топлива в КУ приводит к снижению бинарности данного цикла ($\beta < 1$), и, как следствие, к снижению экономичности установки. Но наличие дожигания однозначно приводит к увеличению экономичности установки относительно традиционной ПСУ и ГТУ, т.к. дожигание повышает параметры пара, за счёт чего снижаются потери от влажности в паровой турбине.

В данном случае электрический КПД определяется из соотношения:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}} + Q_{\text{Д}}^{\text{с}}}, \quad (2.1.4)$$

где $Q_{\text{Д}}^{\text{с}}$ - теплота сгорания топлива, дополнительно сжигаемого в камере дожигания перед КУ, кВт.

Выходные газы ГТУ – это горячий воздух, забалластированный продуктами сгорания топлива. Это связано с формированием в камере сгорания ГТУ начальной температуры газов перед газовой турбиной (ГТ) за счёт добавления воздуха. Тогда получаем: в зависимости от начальной температуры избыток воздуха в газах за ГТУ $\alpha_{\text{yx}} = 2,5 - 5$, объёмная концентрация кислорода $C_{\text{O}_2} = 13 - 16 \%$ и температура выходных газов $T_4 = 450 - 630 \text{ }^{\circ}\text{C}$, что позволяет создать тепловую схему ПГУ со сбросом газов ГТУ в топочную камеру энергетического котла – сбросные ПГУ (Приложение В, Рисунок В3). При этом технический процесс сбросных ПГУ обладает рядом особенностей.

Газы, выходящие из ГТУ, направляются в горелки энергетического парового котла, где они используются в качестве окислителя, что позволяет отказаться от использования воздухоподогревателя и дутьевого вентилятора. В паровом котле возможно сжигание органического топлива любого вида с учётом его реакционной способности. Чтобы снизить температуру газов котла, количество которых возрастает на 30 – 40 %, в его хвостовой части устанавливают теплообменник, питаемый частью основного конденсата и питательной водой ПТУ. Преимуществом данной схемы ПГУ является возможность обеспечения автономного режима работы газовой и паровой частей установки.

Электрический КПД данной установки определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}} + Q_{\text{П}}^{\text{с}}}. \quad (2.1.5)$$

Однако ПГУ подобного типа имеют значительные недостатки. Во-первых, это необходимость реконструкции котла и адаптация горелок под высокие температуры газов ГТУ. Во-вторых, уходящие газы ГТУ характеризуются высоким содержанием кислорода, что требует подачу определённого количества топлива для обеспечения сжигания с $\alpha_{\text{в}}$ близким к единице (для полного сгорания топлива) и, тем самым, усложняет регулирование нагрузки котла. В-третьих, ПГУ сбросного типа зависят от работы ГТУ (от воздуха, подаваемого из ГТУ). При остановках ГТУ или перерывах в подаче топлива (газа), требуется подача воздуха в котёл от другого источника (дутьевого вентилятора). Поэтому данные схемы считаются одними из самых сложных схем ПГУ.

Также довольно часто в последнее время применяют парогазовые установки с параллельной схемой работы (Приложение В, Рисунок В4), в которой выходные газы ГТУ направляются в КУ, где генерируется перегретый пар высокого или среднего давлений. Сгенерированный пар из КУ может направляться в головную часть паровой турбины либо в горячую нитку промперегрева. В обоих случаях происходит его смешение с паром, генерируемым в энергетическом паровом котле. При этом паровую нагрузку энергетического котла несколько снижают, а нагрузка паровой турбины поддерживается на номинальном или максимальном уровне. Для снижения температуры уходящих газов в хвостовой части КУ размещают дополнительный теплообменник, куда подаётся часть основного конденсата и питательной воды. Основным преимуществом данной схемы является возможность перехода к автономной работе газовой и паровой частей ПГУ, которые связаны между собой трубопроводами пара и воды (для этого необходимо закрыть клапаны I, IV и VII). Также возможна работа установки по схеме ПГУ с КУ при отключенном энергетическом котле (для этого должны быть закрыты клапаны II – IV, VII и IX, а остальные клапаны открыты), при этом всё количество пара, необходимое для работы паровой турбины, генерируется в КУ.

Кроме этого, основным преимуществом данной схемы является возможность использования любого вида топлива в энергетическом котле. Электрический КПД данной ПГУ можно определить по формуле:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}} + Q_{\text{П}}^{\text{с}}}. \quad (2.1.6)$$

Аналогичный процесс реализован в схеме ПГУ нагревом питательной воды выхлопными газами ГТУ или ПГУ с полузависимой схемой работы (Приложение В, Рисунок В5), в которой также за ГТУ установлен КУ.

Здесь, для утилизации теплоты уходящих газов установлены теплообменники высокого (ТО-ВД) и низкого давлений (ТО-НД), в которые поступает соответственно часть питательной воды после ПН и часть основного конденсата после одного ПНД ПТУ. Преимуществами данной схемы также являются возможность перехода к автономной работе газовой и паровой частей установки и возможность сжигания любого вида органического топлива в энергетическом котле. Электрический КПД ПГУ данного типа определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}} + Q_{\text{П}}^{\text{с}}}. \quad (2.1.7)$$

При применении ПГУ с параллельной или полузависимой схемами работы доля угля в общем балансе топлива составляет примерно 70 – 75 %, остальная часть приходится на природный газ, сжигаемый в камерах сгорания ГТУ. Степень бинарности данных установок находится на уровне 8 – 10%, и увеличение экономичности происходит на 3 – 5% в зависимости от температуры газов газовых подогревателей.

Увеличение объёмного пропуска пара через паровую турбину хоть и приводит к увеличению единичной мощности турбоагрегата, но при этом снижает экономичность паротурбинной части, за счёт того, что теплота отборов передаётся охлаждающей воде в конденсаторе. Параллельное подключение в схему регенерации газового подогревателя конденсата (ГПК) и газового подогревателя питательной воды (ГППВ) частично компенсирует снижение экономичности. При этом экономичность всей установки ПГУ в целом также возрастает.

Однако применение данной схемы обуславливает наличие ряда проблем: частичное или полное отключение отборов приводит к увеличению напряжений на лопатках последних ступеней турбин, а также к увеличению осевых усилий, действующих на упорный подшипник турбоагрегата. Исходя из сказанного, решение о применении данной схемы принимается только после тщательных расчётов на надёжную работу турбины в режимах с частично или полностью отключенными ПВД.

Одной из первых схем ПГУ, применяемых в энергетике, была ПГУ с высоконапорным парогенератором (Приложение В, Рисунок В6).

Высоконапорный парогенератор (ВПП) выполняет функцию общей камеры сгорания газовой и паровой частей ПГУ, что и является особенностью данной схемы. При этом технологический процесс ГТУ разделён: сжатый воздух после компрессора поступает в ВПП, куда также подаётся топливо для сжигания; образовавшиеся дымовые газы генерируют в топке ВПП пар, где также имеются основной и промежуточный пароперегреватели; после этого пар направляется в паровую турбину; уходящие газы ВПП с температурой 600 – 700 °С после промежуточного пароперегревателя поступают в газовую турбину, где за счёт их расширения совершается работа. Газы, отработавшие в ГТУ, подаются в теплообменники нагрева части конденсата и питательной воды для их нагрева до состояния, близкого к насыщению.

Из-за необходимости поддерживать высокие значения температуры газов на входе в ГТУ (больше 1000 °С), за ВПП приходится устанавливать камеру дожигания топлива для повышения и стабилизации температуры газов на входе в газовую турбину. Это и ограничивает применение этой схемы.

Электрический КПД данной установки определяется по формуле:

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{Г}}^{\text{э}} + N_{\text{П}}^{\text{э}}}{Q_{\text{Г+П}}^{\text{с}} + Q_{\text{Д}}^{\text{с}}}. \quad (2.1.8)$$

В установках, рассмотренных выше, теплопередача осуществляется через поверхность теплообмена. Существуют установки, в которых нагрев воды осуществляется непосредственно при взаимодействии с газами. В Приложении

В, Рисунок В7 приведена схема такой установки. Такой тип установок принято называть ПГУ с газопаровой турбиной.

В данной схеме пар или вода подводятся непосредственно в газовый тракт ГТУ (в осевой компрессор, камеру сгорания или первую ступень газовой турбины). Получившаяся смесь газа и пара расширяется в проточной части газовой турбины. В данном случае происходит увеличение мощности ГТ за счёт совместной работы пара и газа, которая примерно равна мощности установки при их раздельной работе. Увеличение мощности, отнесённой к расходу воздуха, объясняется увеличением расхода рабочего тела в ГТ и ростом теплоёмкости потока. Также необходимо учитывать, что пар в газовом состоянии не требует затрат механической энергии на его сжатие.

Так как в данном типе ПГУ используется значительное количество воды, то для её нормального функционирования необходимо иметь постоянно работающую водоподготовительную установку (ВПУ). Помимо этого существуют некоторые ограничения по применению данного типа установок:

- по причине выброса большого количества влажности в атмосферу, не должно быть экологических ограничений по влажности в районе проектирования.

- большие расходы воды на установку требуют наличия мощного источника воды и дорогостоящей ВПУ.

С учётом вышесказанного данные установки применяются, как правило, для небольших установок мощностью до 50 МВт.

Кроме описанных основных вариантов схем ПГУ существуют также варианты установок, которые отличаются, в основном, способом сжигания топлива. Ввиду своей сложности данные схемы не получили должного применения.

В последнее время широкое применение находят установки, работающие на синтетическом газе, получаемые при газификации угля. Примером может служить схема ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (Приложение В, Рисунок В8).

Предварительно подготовленный уголь подаётся в газогенератор, где при помощи парокислородного дутья осуществляется его газификация. Для осуществления дутья в специальной установке происходит разделение сжатого воздуха компрессора ГТУ на кислород и азот. После многоступенчатой очистки и удаления серы, продукты газификации угля в виде синтетического газа поступают для сжигания в камеру сгорания ГТУ. Теплота уходящих газов ГТУ используется для генерации пара в КУ для паротурбинной установки ПГУ. Также для генерации пара используется теплота газов газогенератора.

Другим способом сжигания топлива является технологический цикл ПГУ с непрямым сжиганием угля (Приложение В, Рисунок В9). В данной схеме применяется пиролиз угля и керамический воздухоподогреватель, расположенный внутри топочной камеры. В среде выходных газов тонко раздробленный уголь подвергается пиролизу при пониженном содержании кислорода O_2 с инжекцией известняка для связывания серы. Образующийся кокс сжигается в предтопке с ЖШУ. В основной части топки установлен высокотемпературный воздухоподогреватель с керамическими элементами. В нём чистый воздух подогревается приблизительно до температуры $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, после чего происходит его дополнительный нагрев в камере сгорания при сжигании природного газа. Давление при пиролизе и горении в топке поддерживается атмосферным. Утилизация теплоты уходящих газов происходит в КУ для генерации пара для ПГУ установки ПГУ.

В промышленной энергетике на стадии внедрения находятся парогазовые установки, в паровых котлах которых сжигание угля происходит в циркулирующем кипящем слое под давлением.

Тепловые схемы ПГУ с реакторами частичного окисления (РЧО) предложены Институтом высоких температур РАН. В РЧО происходит частичное окисление топлива при недостаточном количестве кислорода, вследствие чего топливо полностью не сгорает и образуется газовая смесь CO и H_2 , т.е. образуется синтетический газ. Реакция протекает при температуре $1300\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении $2\div 6\text{ МПа}$, что позволяет включить РЧО в схему ГТУ. Окисление топлива может

заканчиваться перед газовой турбиной НД, с последующей утилизацией теплоты газов в КУ (Приложение В, Рисунок В10, а) или в топочной камере парового котла в схеме с одноступенчатой ГТУ (Приложение В, Рисунок В10, б).

Также существуют схемы, в которых ГТУ входит в состав энергоблока, работающего преимущественно на угле. К ним относится схема ГТУ с установкой внешнего горения (Приложение В, Рисунок В11).

Начальная температура рабочего тела перед газовой турбиной обеспечивается его нагревом в воздухонагревателе, расположенном в топочной камере парового котла. Газ, расширившийся в газовой турбине, направляется в топку котла для сжигания в нём угля. Также возможно использование части данного газа для утилизации его теплоты в КУ, работающим параллельно с основным паровым котлом.

Также возможен вариант нагрева воздуха до начальной температуры газов в КС ГТУ при сжигании дополнительного количества природного газа.

В Приложении А приведён обзор основных типов и параметров оборудования для парогазовых энергоблоков.

3. Способы и схемы повышения эффективности действующих тепловых электростанций на основе парогазовых технологий

3.1. Реализованные схемы парогазовых установок на действующих тепловых электростанциях

В конце 60-х – начале 70-х годов XX века наиболее перспективными считались ПГУ с ВПГ, которые и получили в то время своё наибольшее распространение. Одними из первых подобных схем реализованных в отечественной энергетике были энергоблоки на Надворнянской ТЭЦ, Ленинградских ТЭЦ № 2 и № 6 и на Невинномысской ГРЭС. [3]

ПГУ с ВПГ, установленная на Надворнянской ТЭЦ предполагала выработку не только электроэнергии, но и пара с давлением 0,4 МПа. Для реализации газового цикла была установлена газовая турбина ГТ-15, которая при начальной температуре газов 700 °С имела мощность 1,5 МВт. Паросиловой цикл был организован турбиной типа Р (с противодавлением), которая при давлении 4,0 МПа и температуре острого пара 440 °С развивала мощность 6,0 МВт.

На Ленинградских ТЭЦ № 2 и № 6 газовый цикл включал в себя газовую турбину типа ГТ-700-4-1, а паровой - турбины Р-12-90 и АК-30. Принципиальная схема установки приведена в Приложении Г (Рисунок Г1, а). В качестве парогенератора был установлен ВПГ-120, с начальными давлением 10 МПа и температурой 540 °С. Пар, генерируемый в ВПГ, последовательно направлялся сначала в турбину Р-12-90, затем в турбину АК-30. Система регенерации включает две ступени ПНД и одну ступень ПВД. ПВД питается паром от турбины типа Р, а ПНД от турбины типа АК. Также в качестве ПВД установлены два газовых подогревателя, между которыми включен паровой ПВД. Для пуска и работы на частичных нагрузках в схему параллельно ВПГ установлена дополнительная камера сгорания.

Опыт разработки и эксплуатации вышеперечисленных установок, позволил создать более мощную ПГУ-200 на Невинномысской ГРЭС. Принципи-

альная схема установки приведена в Приложении Г (Рисунок Г1, б). Данная установка включала в себя газовую турбину типа ТГ-35-770 (ПАО «Турбоатом»), паровую турбину К-160-130 (ПАО «Турбоатом») и высоконапорный парогенератор типа ВПГ-450-140-570/570 производительностью 450 т/ч. Тепловая схема данной установки имеет развитую систему регенерации, которая также включает в себя три ступени газовых подогревателей (причём II и III ступени включены параллельно ПВД и ПНД соответственно). Для повышения экономичности установки на частичных нагрузках, в схему также установлена (параллельно ВПГ) дополнительная камера сгорания.

Опыт эксплуатации данных установок продемонстрировал их надёжную работу, хотя они не лишены своих недостатков. Основные эксплуатационные характеристики данных установок приведены в Таблице 1. Разработка и эксплуатация данного типа ПГУ послужили опытом для разработки новых, более мощных ПГУ.

Таблица 1 – Основные характеристики первых отечественных ПГУ с ВПГ

| Основные данные | Наименование станций | | |
|--|----------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| | Надворнянская ТЭЦ, Блок 1 | ТЭЦ №2 и №6 (г. Ленинград) | Невинномысская ГРЭС |
| Период работы, гг. | 1964-1968 | 1965-1971 | 1972 – н/вр |
| Характеристики ПГУ: мощность, МВт КПД, % | 7,5 - | 35,3 - | 210 36,9 |
| Параметры газового контура: тип ГТУ мощность, МВт температура газа, ° С степень повышения давления | ГТ-15 1,5 727 4,0 | ГТ-700-4-1 4,65 700 5,0 | ГТ-35-770 32 770 6,5 |
| Параметры парового контура: тип ПТУ мощность, МВт давление пара, МПа температура пара, ° С | - 6,0 4,0 440 | Р-12-90, АК-30 31,85 9,0 535 | К-160-12,8 160 12,8 565/565 |
| Параметры ВПГ: | | | |

| | | | |
|---|--------------|----------------|----------------|
| тип ВПГ паропроизводительность, т/ч | ВПГ 50 50 | ВПГ-120 120 | ВПГ-450 450 |
|---|--------------|----------------|----------------|

Позже стали представлять интерес блоки, работающие по сбросной схеме, т.к. данные ПГУ возможно надстраивать на действующих ТЭС. Одними из первых парогазовых установок, работающих по сбросной схеме, были два блока ПГУ-250, установленные на Молдавской ГРЭС (Приложение Г, Рисунок Г2). Газотурбинный цикл представлен одной ГТУ типа ГТ-35-770-3 мощностью 35 МВт. Начальная температура газов равна 770 °С, а температура отработавших газов равна 440 °С. Газы от ГТУ сбрасываются в энергетический котёл типа ТМЕ – 213 («ТКЗ»), который в настоящее время работает на газе. Также возможна работа котла на мазуте. В котле генерируется пар следующих параметров: давление 13,7 МПа; температура пара острого и промперегрева 545 °С. Из котла пар подаётся в турбоагрегат типа К-210-12,8-3 ЛМЗ мощностью 215 МВт.

Система регенерации состоит из четырёх ПНД и трёх ПВД. Особенностью схемы блока ПГУ-250 является наличие газовойдных ПНД и ПВД, которые позволяют значительно снизить температуру уходящих газов котла. При низких температурах наружного воздуха, из-за нехватки кислорода в выхлопных газах ГТУ, в схему подключаются дополнительный вентилятор и калориферы для подогрева воздуха, который питаются питательной водой от деаэратора.

Нормативные (расчётные) значения технико-экономических показателей блоков № 11 и 12 Молдавской ГРЭС представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Расчётные технико-экономические показатели блоков № 11 и 12 Молдавской ГРЭС (топливо - мазут)

| Показатель | В режиме ПСУ (бл. №11/12) | В режиме ПГУ (бл. №11/12) |
|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|
| КПД котла «брутто», % | 93,7 / 94,4 | 97,7 |
| КПД котла «нетто» , % | 87,2 / 87,9 | 86,0 |
| КПД паровой турбины «брутто» , % | 42,5 / 42,9 | 41,9 |

| | | |
|---|-------------|------|
| КПД паровой турбины «нетто» , % | 42,4 / 42,5 | 41,5 |
| КПД блока «брутто» , % | 39,3 / 39,9 | 40,8 |
| КПД блока «нетто» , % | 36,5 / 36,9 | 38 |
| Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г/(кВт· ч) | 337 / 333 | 323 |

В 2008 – 2009 г. были проведены испытания данных блоков ПАО «ЛьвовОРГРЭС», которые предоставили следующие данные по основным технико-экономическим показателям энергоблоков (Таблица 3).

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели, полученные в результате испытаний

| Показатель | В режиме ПСУ (бл. №11/12) | В режиме ПГУ (бл. №11/12) |
|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Мощность энергоблока, МВт | 210 | 241 |
| КПД котла «брутто», % | 93,25 / 94,2 | 92,6 |
| КПД паровой турбины «брутто» , % | 41,7 / 41,4 | 41,1 |
| КПД газовой турбины «нетто» , % | - | 21,2 (при $N_3 = 31,5$ МВт) |

Примечание: КПД транспорта тепла: $\eta_{тр} = 98,6$ %;

Расход на собственные нужды блока: $\mathcal{E}_{CH} = 7$ %;

Экономия топлива в результате реализации данной схемы составила всего 3%, что объясняется низким значением коэффициента бинарности, который равен

$$\beta \approx \frac{N_3^{ГТУ}}{N_3^{ГТУ} + N_3^{ПСУ}} = \frac{31}{31 + 210} \approx 0,128. \quad (3.1.1)$$

В качестве зарубежного аналога можно привести энергоблок мощностью 500 МВт на ТЭС «Хемвег», который был преобразован в сбросную ПГУ в 1983 году. Принципиальная схема энергоблока приведена в Приложении Г (Рисунок Г3). [1]

Блок включает в себя энергетический котёл барабанного типа с принудительной циркуляцией, производительность которого 1240 т/ч, а параметры острого пара 18,6 МПа/540 °С и пара промперегрева 4,6 МПа/ 535 °С. Топливом

для котла служат природный газ и лёгкое жидкое топливо. КПД энергоблока после реконструкции достиг значения $\eta_{\text{Э}}^{\text{ПГУ}} = 45 - 46\%$ (КПД исходного блока $\eta_{\text{Э}}^{\text{ПСУ}} = 41,3\%$). В качестве надстройки паросилового блока была установлена газовая турбина 13Е фирмы *ABB*. В составе ПГУ данная турбина обеспечивает мощность равную 134,9 МВт, а её КПД равен $\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ}} = 31,4\%$ при температуре выхлопных газов турбины 534 °С. Максимальная мощность, развиваемая паровой турбиной, составила 500 МВт.

При аварийных остановах ГТУ в схеме присутствуют калориферы и дополнительный вентилятор, которые обеспечивают подвод горячего воздуха в котёл для автономной работы ПСУ. Для обеспечения автономной работы при пуске ПГУ, ГТУ снабжена байпасной дымовой трубой и переключаемыми шиберами.

Изменение технико-экономических показателей в результате надстройки ГТУ представлены в Таблице 4.

Таблица 4 – Техничко-экономические показатели энергоблока ТЭС «Хемвег»

| Показатель | Исходный паросиловой блок | Сбросная ПГУ |
|------------------------------------|---------------------------|--------------|
| Мощность паровой турбины, МВт | 500 | 465,1 |
| Мощность ГТУ, МВт | - | 134,9 |
| Суммарная мощность, МВт | 500 | 600 |
| Увеличение мощности энергоблока, % | - | 20 |
| Мощность собственных нужд, % | 13,5 | 8,7 |
| Мощность, отпускаемая в сеть, МВт | 486,5 | 591,3 |
| КПД нетто энергоблока, % | 41,3 | 45,86 |
| Экономия топлива, % | - | 11 |

Согласно приведённым данным видно, что надстройка ГТУ позволила увеличить мощность на 20% при одновременной экономии топлива в 11%. Этот результат объясняется увеличением коэффициента бинарности, который для данного случая равен $\beta \approx 0,225$, что практически в два раза больше чем у ПГУ Молдавской ГРЭС.

Ещё одним зарубежным аналогом ПГУ сбросного типа является энергоблок 300 МВт (ст. № 5) Разданской ТЭС, Армения, который был модернизирован в ПГУ-480 сбросного типа. [4, 5] Принципиальная схема установки приведена в Приложении Г (Рисунок Г4).

Паросиловой энергоблок был надстроен газотурбинной установкой GT13E2 производства фирмы Alstom, мощность которой равна 180 МВт. Основное оборудование паровой части включает в себя: паровой котёл ТГМП-344АС (ПО ТКЗ); паровую турбину К-300-23,5-3 (АО ЛМЗ), турбогенератор ТВВ-320-2ЕКУЗ, сухую градирню конструкции Геллера-Форго.

Основным и резервным топливом для котла является природный газ. Параметры острого пара 23,53 МПа / 540 °С, пара промперегрева 3,7 МПа / 540 °С. Котёл в связи с надстройкой газотурбинной установки подвергся модернизации. [5] Следует отметить некоторые важные изменения:

- была реконструирована конвективная шахта и смонтированы дополнительные газодынные подогреватели (ГВП ВД и НД), которые включены параллельно ПВД и ПНД.

- горелки адаптированы к дожиганию выхлопных газов с температурой 500 °С.

- были демонтированы регенеративные воздухоподогреватели.

В результате реконструкции энергоблока располагаемая мощность ПГУ достигла 450 МВт; КПД брутто турбоустановки составил 41,4 %, УРУТ равен 273,7 г/(кВт·ч); КПД блока ПГУ составил 44,9 %. Более подробно технико-экономические показатели ПГУ представлены в Таблице 5.

Таблица 5 – Техничко-экономические показатели ПГУ-480 МВт Разданской ТЭС

| Показатель | Значение |
|--|----------|
| Теплопроизводительность котла, ГДж/ч | 2688 |
| Электрическая мощность ПСУ $N_{\text{ПСУ}}$, МВт | 295,4 |
| КПД брутто ПТУ $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{бр}}$, % | 41,4 |

| | |
|--|-------|
| Расход электроэнергии на собственные нужды $N_{с.н.}$, МВт | 12,4 |
| Суммарная выработанная энергоблоком мощность, МВт | 434,7 |
| Расход топлива на котёл, кг у.т./ч | 69102 |
| Расход топлива на ГТУ, кг у.т./ч | 46482 |
| Расход условного топлива на энергоблок нетто, г у.т./(кВт·ч) | 273,7 |
| КПД энергоблока нетто $\eta_{ПГУ}^{нетто}$, % | 44,9 |

Не лишились и своего внимания, так называемые, ПГУ с параллельной схемой работы. Одна из таких схем реализована на ТЭЦ «Альтбах Дайцизау» в Германии. Принципиальная схема данной ПГУ приведена в Приложении Г (Рисунок Г5). [1]

Установка включает в себя газовую турбину типа V64.3A производства Siemens, мощность которой 64,8 МВт. Выхлопные газы ГТУ направляются в котёл утилизатор (КУ), где помимо контура генерации пара, питающегося из деаэратора, дополнительно установлены две поверхности нагрева, а именно:

- газовый подогреватель конденсата (ГПК), который служит для подогрева конденсата, предварительно нагретого до температуры 60 °С;
- подогреватель части питательной воды, в котором подогревается часть питательной воды, идущей из деаэратора.

Паротурбинная установка состоит из энергетического котла, работающего на угле, и из паровой турбины сверхкритического давления (СКД) с промперегревом.

В КУ образуется пар с параметрами 5,8 МПа / 540 °С, который направляется на смешение со вторично перегретым паром и в паровую турбину. В результате смешения пара КУ и пара промперегрева от энергетического котла, образуется пар с параметрами 5,8 МПа / 562 °С, который направляется в ЦСД паровой турбины.

Особенностями данной схемы является возможность работы ПТУ в автономном режиме, а также возможность сжигания твёрдого топлива. В результате реализации данной схемы ПГУ, был достигнут КПД равный $\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{ПГУ}} = 43,5\%$.

Учитывая большое многообразие различных схем ПГУ, всё же следует отметить, что наибольшее признание в мировой энергетике имеют ПГУ утилизационного типа. Именно данные установки распространены в большей степени во всём мире, благодаря своим высоким технико-экономическим показателям. В качестве примера можно привести энергоблок № 6 Киришской ГРЭС, который был модернизирован в ПГУ подобного (утилизационного) типа из обычного ПСУ с турбоагрегатом К-300-23,5-1. [6] Принципиальная схема данной установки приведена в Приложении Г (Рисунок Г6).

На рисунке 6 наглядно представлен энергоблок после модернизации.

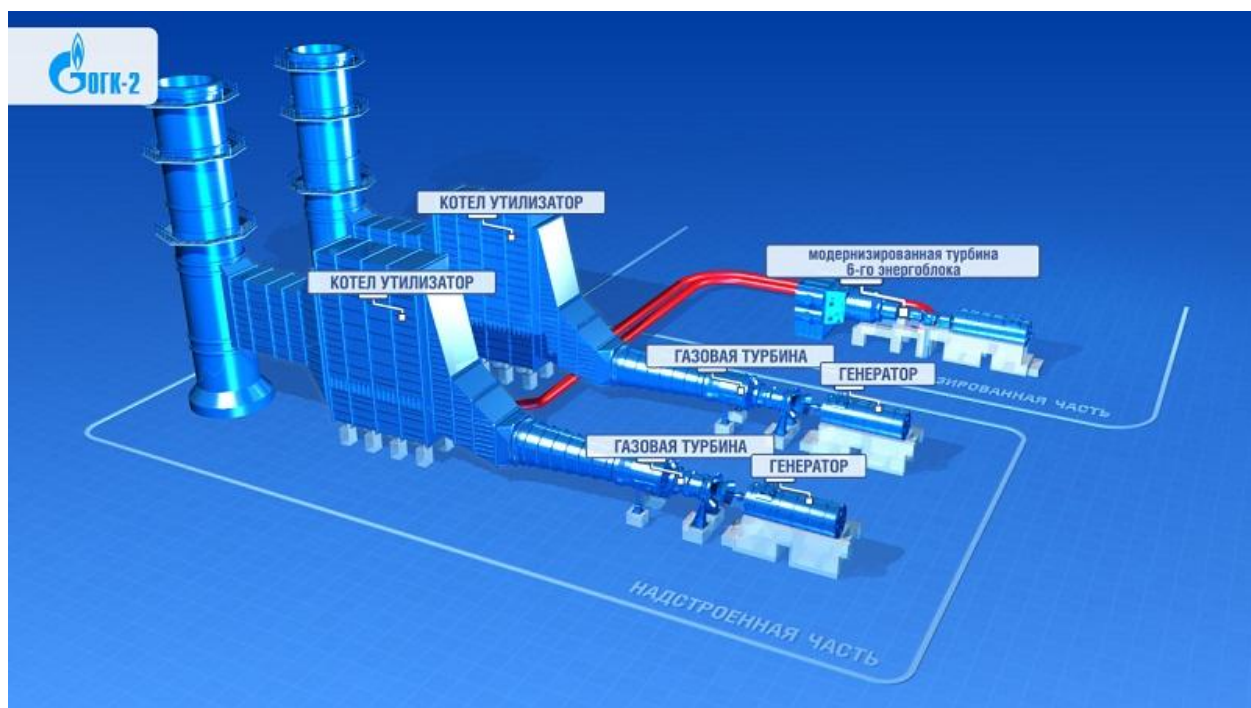


Рисунок 6 – Общий вид энергоблока № 6 Киришской ГРЭС

В состав нового энергоблока входят:

- две газотурбинные установки SGT5-4000F производства Siemens AG;
- два котла утилизатора типа Еп-258/310\35-15.0/3.14/0.44-540/535/263 (П-132) производства ОАО «ЭМАльянс»;

- одна паровая турбина К-245-13,3 – модернизированная ЛМЗ из К-300-23,5-1.

Максимальная мощность ГТУ при резко отрицательных температура равна 301 МВт, а электрический КПД газовой турбины – 39,5 %. Выхлопные газы из ГТУ с температурой 556 °С в количестве 726 кг/с направляются в КУ. В котле-утилизаторе генерируется пар трёх давлений с параметрами: пар ВД – 15МПа / 540 °С; пар СД – 3,55 МПа / 345 °С; пар НД – 0,44 МПа / 260 °С. Параметры пара промперегрева 3,14 МПа / 540 °С. Максимальная мощность, развиваемая паровой турбиной, равна 245 МВт при абсолютном электрическом КПД брутто 36,3 %.

Сравнение технико-экономических показателей блока до и после модернизации представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Техничко-экономические показатели энергоблока №6 Киришской ГРЭС

| Показатель | До модернизации | После модернизации |
|--|-----------------|--------------------|
| Электрическая мощность, МВт | 300 | 808 |
| Электрический КПД брутто, % | 39,1 | 54,6 |
| Расход электроэнергии на собственные нужды, % | 2,9 | 1,4 |
| Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт· ч) | 324 | 228 |

Исходя из всего выше сказанного, можно сделать однозначно вывод о том, что модернизация существующих энергоблоков до ПГУ является наиболее эффективным с экономической точки зрения.

Принимая во внимание перечисленные примеры реализованных схем парогазовых установок, можно отметить, что преобразование действующих ПСУ в ПГУ (без капитальных преобразований традиционной ПСУ) реализуется по трём разным направлениям:

1. Преобразование в ПГУ сбросного типа;

2. Преобразование в ПГУ с параллельной схемой работы (или с полужависимой схемой);

3. Преобразование в ПГУ утилизационного типа с сохранением исходной паровой турбины.

Наиболее экономичными являются блоки, реализованные по утилизационной схеме, эффективность которых достигает 55 %. Далее идут блоки со сбросом газов в котёл, которые дают прибавку в экономичности порядка 4 – 5%. И менее экономичными являются ПГУ с параллельной схемой работы, прибавка в экономичности которых составляет примерно 3%.

Вопрос о том, какую схему предпочтительнее реализовать, является достаточно трудоёмким, и должен рассматривать все аспекты, такие как: вид используемого топлива, состояние оборудования, требуемые мощность и т.д.

3.2. Анализ эффективности использования газотурбинных установок на тепловых электростанциях

Анализ реализованных схем, приведённых в предыдущем разделе, позволяет выделить как положительные, так и отрицательные стороны, которые возникают при модернизации ПСУ в ПГУ.

Однозначными достоинствами схем ПГУ являются:

1. Увеличение мощности энергоблока за счёт совместной работы ПТУ и ГТУ;

2. Увеличение КПД установки из-за утилизации теплоты газотурбинного цикла в цикле ПСУ;

3. Снижение расхода топлива (удельного расхода топлива) на энергетический котёл.

4. Снижение вредных выбросов в атмосферу;

5. Снижение времени на «подхват» нагрузки (за счёт более быстрого пуска ГТУ), а также снижение времени пуска всего энергоблока.

6. Возможность автономной работы ПСУ и ГТУ (при наличии соответствующих газоходов и дымовой трубы).

7. Возможность сохранения основного и части вспомогательного оборудования в схеме после модернизации;

8. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды, за счёт демонтажа части вспомогательного оборудования.

К возможным достоинствам можно также отнести следующее:

1) Газотурбинная надстройка приводит к снижению давления острого пара, что с одной стороны является положительной стороной, т.к. улучшаются условия работы металлов. С другой стороны снижение давления приводит к полной реконструкции энергетического котла, что в случае перехода со сверхкритических параметров на пониженные приведёт, практически, к его полной замене.

2) В некоторых случаях возможно снижение температуры острого пара, что положительно сказывается на надёжности работы оборудования, и отрицательно на его эффективности, т.к. снижение температуры приводит к снижению начальной энтальпии пара, и, как следствие, к снижению располагаемой работы ПТУ.

3) Как правило, надстройка ГТУ предполагает установку газовых теплообменников или котлов-утилизаторов. Данные теплообменники генерируют пар при разных давлениях (высокого, среднего и низкого). Полученный пар направляется на смешение с паром турбины, что приводит к увеличению расхода пара и, следовательно, нагрузки на последние ступени цилиндров СД и НД. Небольшое увеличение расхода пара предусматривается заводами-изготовителями ещё на стадии проектирования, но при дальнейшем увеличении расходов пара через ЧСД и ЧНД приходится снижать расход пара на турбину, что приводит к снижению работы ЦВД.

4) Высокая температура выхлопных газов ГТУ позволяет осуществить подогрев воздуха для котла, что приводит к отказу от воздухоподогревателей, но в то же время увеличивает требования к горелкам и усложняет схему.

5) Для значительного снижения температуры уходящих газов, как правило, используется ГПК (газовый подогреватель конденсата) и ГППВ (газовый подогреватель питательной воды), в результате чего снижаются расходы пара по отборам. С одной стороны это увеличивает мощность турбоагрегата, а с другой приводит к нежелательным нагрузкам и увеличению потерь в конденсаторе.

К недостаткам модернизированных схем можно отнести следующее:

1. Основным недостатком ГТ-надстроек является отсутствие качественных мощных ГТУ, аналогичных зарубежным;

2. Модульная компоновка (т.е. ГТУ + КУ), что в некоторых случаях делает невозможным применение ГТ-надстройки по причине отсутствия достаточного количества свободных площадей под строительство (характерно для станций расположенных в черте города);

3. Усложнение схемы и, соответственно, усложнение её эксплуатации;

4. ГТ-надстройка предполагает наличия громоздких газоходов, соединяющих ГТУ и энергетический котёл или КУ, что в свою очередь обуславливает повышенные требования к их газоплотности;

5. Для реализации газотурбинного цикла необходимо наличие газа или мазута или установок для газификации угля, что является проблемой для некоторых станций.

6. Из-за усложнения схемы воздухоподачи и подачи газа в котёл возможно наличие их перетоков, что приведёт к нестабильному горению.

4. Разработка схемы парогазовой установки с турбиной типа Т-100-130

4.1. Постановка задачи

Традиционные энергоблоки с паровой турбиной типа Т-100-130 работают без промежуточного перегрева пара. Задачей исследования является оценка эффективности работы паротурбинного энергоблока с турбиной Т-100-130 в составе ПГУ с утилизацией теплоты газов ГТУ для промежуточного перегрева пара. При этом предполагается, что газовая турбина надстраивается над паровой частью, т.е. всё основное и вспомогательное оборудование энергоблока ПТУ сохраняется, что значительно упрощает модернизацию энергоблока.

4.2. Тепловая схема разрабатываемой парогазовой установки

Принципиальная тепловая схема разрабатываемой установки представлена на Рисунке 7. Расширенная тепловая схема исследуемой ПГУ представлена на отдельном листе.

Отличие исследуемой схемы от исходной ПТУ заключается в надстройке газотурбинной установки и котла-утилизатора, в котором часть теплоты газов ГТУ используется для промежуточного перегрева пара, а другая часть для частичного вытеснения системы регенерации ПТУ.

4.3. Оборудование энергоблока

Оборудование паровой части ПГУ осталось неизменным и представлено на расширенной тепловой схеме ПГУ на отдельном листе.

Надстроенная часть включает следующее оборудование:

1. Газотурбинная установка, которая состоит из компрессора, камеры сгорания, газовой турбины и турбогенератора.
2. Котёл утилизатор состоит из трёх частей (секционный): промежуточный пароперегреватель, газовый подогреватель питательной воды, газовый подогреватель конденсата.
3. Трубопроводы пара и горячей воды, соединяющие котёл-утилизатор со схемой ПТУ.
4. Дымовая труба.
5. Газоходы, соединяющие ГТУ с котлом-утилизатором и с дымовой трубой.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной части дипломного проекта проведено технико-экономическое обоснование (ТЭО) научно-исследовательской работы (НИР).

Необходимо рассмотреть следующие вопросы:

1. Планирование комплекса работ по разработке проекта;
2. Расчёт затрат на разработку (себестоимость);
3. Расчёт предполагаемой цены разработки;
4. Определение срока окупаемости проекта.

6.1. Организация и планирование работ

Для определения трудоемкости выполнения работ, прежде всего, составляется перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для выполнения работы должны быть задействованы исполнители. Ими могут быть:

- Руководитель проекта (Р);
- Студент (С).

Для участников проекта необходимо определить их загрузку.

Загрузка исполнителей - операция, при которой происходит определение количества исполнителей и объема их загрузки в зависимости от выполненных работ. Результаты загрузки могут быть сведены в таблицу.

В таблице 12 приводится перечень, исполнители и их загрузка на каждом этапе работ.

После выявления этапов, которые необходимо выполнить, определим трудоемкость данных работ. Расчет трудоемкости работ является наиболее ответственной частью экономических расчетов по данной теме, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости НИР.

Таблица 12 – Комплекс работ по разработке проекта

| № раб. | Перечень работ | Исполнители | Продолжительность работ, дни | Загрузка |
|--|---|-------------|---------------------------------|----------|
| | | | | % |
| Разработка задания для выполнения нир | | | | |
| 1 | Составление и утвержде- ние задания на НИР | Р | 4 | 100 |
| Исследование и анализ предметной области | | | | |
| 2 | Подбор и изучение мате- риалов по теме | Р С | 30 | 20 80 |
| 3 | Сбор статистических дан- ных | С | 10 | 100 |
| 4 | Выбор направления иссле- дования | Р С | 10 | 20 80 |
| 5 | Календарное планирова- ние работ по теме | Р С | 7 | 50 50 |
| Теоретические и экспериментальные исследования | | | | |
| 6 | Расчет тепловой схемы турбины Т-100-130 в составе ПГУ с промперегревом (кон- денсационный режим) | Р С | 15 | 10 90 |
| 7 | Анализ полученных ре- зультатов по расчёту ПГУ в конденсационном режиме | Р С | 5 | 10 90 |
| 8 | Расчёт исходного тепло- фикационного режима тур- бины Т-100-130 | Р С | 10 | 15 85 |
| 9 | Расчёт схемы турбины Т- 100-130 в составе ПГУ в теп- лофикационном режиме | Р С | 10 | 50 50 |
| 10 | Анализ полученных ре- зультатов по расчёту ПГУ в теплофикационном режиме | С | 5 | 100 |
| 11 | Разработка рабочих чер- тежей | С | 7 | 100 |
| Обобщение и оценка результатов | | | | |
| 12 | Обобщение результатов | С | 5 | 100 |
| 13 | Определение целесообраз- ности проведения НИР | Р С | 5 | 25 75 |
| 14 | Составление отчёта о про- деланной работе | С | 14 | 100 |

Трудоемкость - это затраты живого труда на производство единицы продукции или единицы работ.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ вероятностным методом необходимо воспользоваться формулой.

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (6.1.1)$$

где t_{min} - минимальная трудоёмкость работ, чел/дн.;

t_{max} - максимальная трудоёмкость работ, чел/дн.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях, ведется по формуле:

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K_d, \quad (6.1.2)$$

где $t_{ож}$ - трудоёмкость работ, чел/дн;

$K_{вн}$ - коэффициент выполнения работ ($K_{вн} = 1$);

K_d - коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_d = 1,2$).

Расчёт продолжительности этапа в календарных днях:

$$T_{кд} = T_{рд} \cdot T_k, \quad (6.1.3)$$

где T_k - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_k = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (6.1.4)$$

где $T_{кал}$ - календарное число дней в году,

$T_{вд}$ - число выходных дней в году ($T_{вд} = 52$ при шестидневной рабочей неделе);

$T_{пд}$ - число праздничных дней в году ($T_{пд} = 12$).

$$T_k = \frac{365}{365 - 52 - 12} = 1,213.$$

Показатель технической готовности темы характеризует отношение

продолжительности работ, выполненный на момент исчисления этого показателя к общей запланированной продолжительности работ.

Величина нарастания технической готовности работы показывает, на сколько процентов выполнена работа на каждом этапе и определяется по формуле:

$$H_i = \frac{t_{H_i}}{\sum t_{ож_i}} \cdot 100\%, \quad (6.1.5)$$

где t_{H_i} - нарастающая трудоёмкость с момента начала разработки, чел-дни;

$\sum t_{ож_i}$ - общая трудоёмкость, чел-дни.

Для определения наиболее продолжительных работ необходимо определить удельный вес каждой работы в общей продолжительности:

$$Y_i = \frac{t_{ож_i}}{\sum t_{ож_i}} \cdot 100\%, \quad (6.1.6)$$

где $t_{ож_i}$ - ожидаемая трудоёмкость i-го этапа, чел-дни.

Полученные результаты представим в таблице 13.

Таблица 13 – Оценка трудоёмкости отдельных видов работ

| Этап | Исполнители | Продолжительность работ, дни | | | Длительность работ, чел/дн. | | | | Н _i , % | У _i , % |
|--------|-------------|---------------------------------|-----------|----------|-----------------------------|--------|----------|-------|--------------------|--------------------|
| | | | | | T_{pd} | | T_{kd} | | | |
| | | t_{min} | t_{max} | $t_{ож}$ | НР | С | НР | С | | |
| 1 | Р | 2 | 4 | 2,8 | 3,36 | 0 | 4,08 | 0,00 | 3,17 | 3,17 |
| 2 | Р, С | 10 | 30 | 18 | 4,32 | 17,28 | 5,24 | 20,96 | 23,53 | 20,36 |
| 3 | С | 2 | 10 | 5,2 | 0 | 6,24 | 0,00 | 7,57 | 29,41 | 5,88 |
| 4 | Р, С | 5 | 10 | 7 | 1,68 | 6,72 | 2,04 | 8,15 | 37,33 | 7,92 |
| 5 | Р, С | 2 | 7 | 4 | 2,4 | 2,4 | 2,91 | 2,91 | 41,86 | 4,52 |
| 6 | Р, С | 7 | 15 | 10,2 | 1,224 | 11,016 | 1,48 | 13,36 | 53,39 | 11,54 |
| 7 | Р, С | 2 | 5 | 3,2 | 0,384 | 3,456 | 0,47 | 4,19 | 57,01 | 3,62 |
| 8 | Р, С | 5 | 10 | 7 | 1,26 | 7,14 | 1,53 | 8,66 | 64,93 | 7,92 |
| 9 | Р, С | 5 | 10 | 7 | 4,2 | 4,2 | 5,09 | 5,09 | 72,85 | 7,92 |
| 10 | С | 2 | 5 | 3,2 | 0 | 3,84 | 0,00 | 4,66 | 76,47 | 3,62 |
| 11 | С | 3 | 7 | 4,6 | 0 | 5,52 | 0,00 | 6,70 | 81,67 | 5,20 |
| 12 | С | 2 | 5 | 3,2 | 0 | 3,84 | 0,00 | 4,66 | 85,29 | 3,62 |
| 13 | Р, С | 2 | 5 | 3,2 | 0,96 | 2,88 | 1,16 | 3,49 | 88,91 | 3,62 |
| 14 | С | 7 | 14 | 9,8 | 0 | 11,76 | 0,00 | 14,26 | 100 | 11,09 |
| Итого: | | | | 88,4 | 19,8 | 86,3 | 24,0 | 104,7 | | |

6.2. Расчёт сметы затрат на проектирование и проведение НИР

Затраты на проектирование и НИР подразделяются на текущие и капитальные единовременные). К текущим затратам относятся: заработная плата, командировочные расходы, начисления на заработную плату, затраты на проектирование и конструирование изделий. Капитальные затраты включают в себя: стоимость оборудования, приборов, необходимых для проведения исследований и проектных работ.

Определение затрат по запланированным работам выполняется в форме сметной калькуляции, для расчёта которой используются действующие рыночные цены, а так же данные производственных и научно исследовательских подразделений.

Затраты на любой вид деятельности рассчитываются по следующим элементам расходов с последующим суммированием:

1. Материальные затраты;
2. Затраты на оплату труда;
3. Отчисления в социальные фонды (единый социальный пакет);
4. Амортизация основных фондов и нематериальных активов;
5. Прочие расходы.

Этот раздел отражает стоимость, приобретённых со стороны, сырья и материалов, которые входят в состав вырабатываемой продукции, образуя её основу, или являются необходимыми компонентами при проведении работ.

Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2015 год по соответствующим ценникам и приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Расходные материалы

| Наименование материалов | Цена за ед., руб | Количество | Сумма, руб. |
|-------------------------|------------------|------------|-------------|
| Офисная техника | | | |
| Персональный компьютер | 35000 | 1 | 35000 |
| Мышка | 700 | 1 | 700 |
| Принтер | 7999 | 1 | 7999 |

| Офисная мебель | | | |
|-------------------------|--------|---|--------|
| Стол | 6000 | 1 | 6000 |
| Стул | 3000 | 1 | 3000 |
| Программное обеспечение | | | |
| Компас 3D | 110000 | 1 | 110000 |
| Mathcad | 82741 | 1 | 82741 |
| MicrosoftOffice 2007 | 3399 | 1 | 3399 |
| Итого: | 248839 | | |

Расходы на материалы составили: $C_{\text{мат}} = 248839$ руб.

Следующей статьёй расходов НИР для оценки является заработная плата исполнителей. Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчёт основной заработной платы выполняется на основе трудоёмкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$\text{Дневная з. пл} = \frac{\text{Месячный оклад}}{25,08 \text{ дней}} \quad (6.2.1)$$

Расчёт затрат на основную заработную плату приведён в таблице 15.

При расчёте учитывалось, что в году 301 рабочий день и, следовательно, в месяце 25,08 рабочих дня. Затраты времени на выполнение работы по каждому исполнителю брались из таблицы 1. Районный коэффициент $K_{\text{рк}} = 1,3$.

Таблица 15 – Затраты на основную заработную плату

| Исполнитель | Оклад, руб./месс. | Среднедневная ставка, руб./день | Затраты времени, дни | К | Фонд з/платы, руб. |
|-------------|-------------------|---------------------------------|----------------------|-----|--------------------|
| НР | 26052 | 1038,8 | 19,8 | 1,3 | 26737,6 |
| С | 5850 | 233,25 | 86,3 | 1,3 | 26168,3 |
| Итого: | | | 52905,9 | | |

Таким образом, затраты на основную заработную плату составили $ЗП_{\text{осн}} = 52905,9$ руб.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15 % от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [16].

$$ЗП_{\text{доп}} = 0,1 \cdot ЗП_{\text{осн}}, \quad (6.2.2)$$

$$ЗП_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 52905,9 = 5290,59 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП = ЗП_{\text{осн}} + ЗП_{\text{доп}}, \quad (6.2.3)$$

$$\Phi ЗП = 52905,9 + 5290,59 = 58196,49 \text{ руб.}$$

Расчёт отчислений от фонда оплаты труда

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН).

Отчисления по заработной плате определяются по следующей формуле:

$$С_{\text{соц}} = К_{\text{соц}} \cdot \Phi ЗП, \quad (6.2.4)$$

где $К_{\text{соц}}$ - коэффициент, учитывающий размер отчислений из заработной платы. Данный коэффициент составляет 30% от затрат на заработную плату.

$$С_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 58196,49 = 17458,95 \text{ руб.}$$

Расчёт затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение. Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей $\mathcal{E}_{\text{об}}$ рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = P_{\text{об}} \cdot Ц_{\mathcal{E}} \cdot t_{\text{об}}, \quad (6.2.5)$$

где $P_{\text{об}}$ - мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$Ц_{\mathcal{E}}$ - тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем $Ц_{\mathcal{E}} = 1,8 \text{ руб/кВт·час}$;

$t_{\text{об}}$ - время работы оборудования, час.

Время работы оборудования вычисляется на основе данных $T_{\text{рд}}$ таблицы

1. Для инженера из расчёта, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов:

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} \cdot 8. \quad (6.2.6)$$

$$t_{\text{об}} = 86,3 \cdot 8 = 690,4 \text{ часа.}$$

Мощность, потребляемая оборудованием, определяем по формуле:

$$P_{об} = P_{уст.об} \cdot K_c, \quad (6.2.7)$$

где $P_{уст.об}$ – установленная мощность оборудования, кВт;

K_c - коэффициент спроса, зависящий от количества загрузки электроприёмников. Для технологического оборудования малой мощности $K_c = 1$.

$$P_{об} = 0,2 \cdot 1 = 0,2 \text{ кВт},$$

$$\text{Тогда} \quad \mathcal{E}_{об} = 0,2 \cdot 1,8 \cdot 690,4 = 248,54 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта $\mathcal{E}_{ос}$, рассчитываются по формуле:

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{ос} \cdot \text{Ц}_э \cdot t_{ос}, \quad (6.2.8)$$

где $P_{ос}$ – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

$t_{ос}$ - время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая осветительными приборами, определяется по формуле:

$$P_{ос} = P_{уст.ос} \cdot K_c \cdot N_{ос}, \quad (6.2.9)$$

где $P_{уст.ос}$ - установленная мощность осветительных приборов, принимаем

$$P_{уст.ос} = 0,02 \text{ кВт};$$

$$K_c = 0,9;$$

$$N_{ос} - \text{количество осветительных приборов, } N_{ос} = 6.$$

$$P_{ос} = 0,02 \cdot 0,9 \cdot 6 = 0,108 \text{ кВт.}$$

Время работы освещения $t_{ос}$, час, определяется по формуле:

$$t_{ос} = t_{сут} \cdot T, \quad (6.2.10)$$

где $t_{сут}$ - длительности работы освещения за смену, час;

T – время затраченное на проведение работ, $T = 86,3$ дня.

$$t_{ос} = 4 \cdot 86,4 = 345,6 \text{ часов.}$$

$$\text{Тогда} \quad \mathcal{E}_{ос} = 0,108 \cdot 1,8 \cdot 345,6 = 67,2 \text{ руб.}$$

Общие затраты на электроэнергию \mathcal{E} , руб, определяются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос}, \quad (6.2.11)$$

$$\mathcal{E} = 248,54 + 67,2 = 315,74 \text{ руб.}$$

Расчёт амортизационных расходов

Отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, рассчитанную исходя из балансовой стоимости и утверждённых норм амортизации.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер), печатающее устройство (принтер) и компьютерная мышь, Таблица 2.

Амортизационные отчисления рассчитываются на время использования ЭВМ по формуле:

$$C_{AM} = \frac{H_A \cdot C_{об}}{F_d} \cdot t_{BT}, \quad (6.2.12)$$

где H_A - годовая норма амортизации, принимаем $H_A = 25\%$;

$C_{об}$ - цена оборудования, $C_{об} = 43699$;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени. $F_d = 2416$ часов;

t_{BT} - время работы вычислительной техники при создании программного продукта, $t_{BT} = 86,3 \cdot 8 = 690,4$ часа.

$$C_{AM} = \frac{0,25 \cdot 43699}{2416} \cdot 690,4 = 3121,9 \text{ руб.}$$

Для оценки неучтённых в предыдущих статьях расходов рассчитываем прочие расходы [16].

Прочие расходы составляют 16% от единовременных затрат на выполнение технического продукта и проводятся по формуле:

$$C_{проч} = (C_{мат} + C_{осн} + C_{соц} + Э + C_{AM}) \cdot 0,16, \quad (6.2.3)$$

$$C_{проч} = (248839 + 52905,9 + 17458,95 + 315,74 + 3121,9) \cdot 0,16 = 51622,64 \text{ руб.}$$

Определим общую себестоимость НИР путём сведения рассчитанных статей расходов в смету (таблица 16).

Таблица 16 – Смета затрат на выполнение НИР

| Статья затрат | Условное обозначение | Сумма, руб. |
|---------------|----------------------|-------------|
|---------------|----------------------|-------------|

| 1 | 2 | 3 |
|--|-------------------|-----------|
| Материалы и покупные изделия | $C_{\text{МАТ}}$ | 248839 |
| Фонд оплаты труда | $C_{\text{ОСН}}$ | 52905,9 |
| Отчисления из ФОТ | $C_{\text{СОЦ}}$ | 17458,95 |
| Расходы на электроэнергию | \mathcal{E} | 315,74 |
| Амортизационные отчисления | $C_{\text{АМ}}$ | 3121,9 |
| Работы, выполняемые сторонними организациями | $C_{\text{СТОП}}$ | - |
| Прочие расходы | $C_{\text{ПРОЧ}}$ | 51622,64 |
| ИТОГО: | | 374264,13 |

Таким образом, расходы на НИР составили: $C = 374264,13$ руб.

6.3. Оценка экономической эффективности

При проведении оценки эффективности проекта учитывались следующие экономические параметры:

1) Тарифные характеристики [37]:

- стоимость природного газа – 3800 руб./т у.т;
- цена 1 кВт·ч = 1,86 руб.;

2) Ставки федеральных и местных налогов и страховых взносов – в соответствии с действующим законодательством.

3) Срок эксплуатации – $T_{\text{исп}} = 25$ лет.

4) Ставка дисконтирования $E = 10\%$.

Срок строительства и затраты на строительство приведены на рисунке 25 в форме календарного плана строительства. Расчёт эксплуатационных издержек приведён в Таблице 17.

С учётом того что, турбина теплофикационная, то необходимо учесть что выработка электроэнергии зависит от сезона и отпускаемой тепловой энергии. Примем, что полтора месяц в году отводится на плановые ремонты; 3 месяца в году турбина работает в конденсационном режиме (режим лето «Л»); 3 месяца с тепловой нагрузкой в 100 МВт (режим весна/осень «В/О»); остальное время с полной тепловой нагрузкой 203 МВт (режим зима «З»). Электрические

мощности, соответствующие каждому режиму приведены в тепловом расчёте схемы исследуемой установки. Топливом для станции является природный газ.

| | Наименование | СМР, тыс. руб. | 1 год | | | | | | | | | | | | 2 год | | | | | | | | | | | | 3 год | | | | | | | | | | | | 4 год | | | | | | | | | | | |
|----|--|-------------------|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | Разработка рабочей документации | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Подготовка территории | 23196,15 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Главный корпус в том числе: | 1197122,14 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | -котёл-утилизатор | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | - газовая турбина | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Газоходы котла | 15989,63 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | АСУ ТП, противоаварийная автоматика | 14666,63 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Открытая установка трансформаторов | 15883,37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | ОРУ-220 кВ. Блок вспомогательных сооружений на ОРУ | 40883,33 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Сооружения газоснабжения | 55880,53 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 9 | Временный здания и сооружения | 50,636,2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | Прочие, ПИР и непредвиденные работы и затраты | 57700,47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 11 | Итого: | 1421322,25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок 25 – Календарный план строительства объекта

Таблица 17 – Расчёт эксплуатационных издержек

| № | Наименование величины | Обозначение | Размерность | Формула или обоснование | Расчёт | Результат |
|------|---|---------------|--------------------------------------|--|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2.1 | Мощность энергоблока | N_T | МВт | Тепловой расчёт | - | 3 = 140 В/О = 149 Л = 124 |
| 2.2 | Расход топлива | ΔB_p | т у.т./ч | Тепловой расчёт | - | 3 = -0,0504 В/О = 9,15 Л = -4,95 |
| 2.3 | Цена топлива | $C_{топл}$ | руб./т | принимаем | - | 3800 |
| 2.4 | Срок службы ГТ | $T_{сл}$ | лет | Согласно ТУ | - | 25 |
| 2.5 | Число часов работы ГТ в год | $\tau_{год}$ | час/год | Согласно ТУ | - | 7500 |
| 2.6 | Единый социальный налог | $\eta_{ЕСН}$ | % | принимаем | - | 26 |
| 2.7 | Налог на прибыль | $\eta_{приб}$ | % | принимаем | - | 20 |
| 2.8 | Отчисления на ремонт всех видов | $\eta_{рем}$ | % | принимаем | - | 2 |
| 2.9 | Издержки на топливо | $I_{топл}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\tau_{год} \cdot \Delta B_p \cdot C_{топл}$ | $(2160 \cdot (-4,95) + 2160 \cdot 9,15 + 3180 \cdot (-0,0504)) \cdot 3800.$ | 33,86 |
| 2.10 | Капитальные вложения в станцию | $K_{ст}$ | млн. руб. | Календарный график | - | 1421,322 |
| 2.11 | Издержки на амортизацию основных фондов | $I_{ам}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\frac{K_{ст}}{T_{сл}}$ | $\frac{1421,322}{25}$ | 56,85 |

| | | | | | | |
|------|--|---------------------|--|---|--|---------|
| 2.12 | Издержки на ремонт | $I_{рем}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\frac{\eta_{рем}}{100} \cdot K_{ст}$ | $\frac{2}{100} \cdot 1421,322$ | 28,43 |
| 2.13 | Штатный коэффициент | $\Delta n_{перс}$ | чел. | $(n_{перс}^H \cdot N_m - n_{перс} \cdot N_m)$ | $(0,5 \cdot 150 - 0,6 \cdot 110)$ | 9 |
| 2.14 | Заработная плата обслуживающего персонала | $C_{перс}$ | $\frac{\text{руб}}{\text{мес}}$ | принимаем | - | 25000 |
| 2.15 | Основная зарплата обслуживающего персонала | $\Delta I_{зп.осн}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\Delta n_{перс} \cdot 12 \cdot C_{перс}$ | $9 \cdot 12 \cdot 25000$ | 2,7 |
| 2.16 | Полные издержки на заработную плату | $\Delta I_{зп}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\Delta I_{зп.осн} \cdot (1 + \eta_{доп}) \cdot (1 + \eta_{есн})$ | $2,7 \cdot (1 + 0,2) \cdot (1 + 0,26)$ | 4,0824 |
| 2.17 | Прочие издержки | $\Delta I_{проч}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $0,2 \cdot (\Delta I_{рем} + \Delta I_{ам} + \Delta I_{зп.})$ | $0,2 \cdot (28,43 + 56,85 + 4,0824)$ | 17,9 |
| 2.18 | Суммарные эксплуатационные издержки | $\Delta I_{экспл}$ | $\frac{\text{млн. руб}}{\text{год}}$ | $\Delta I_{топл} + \Delta I_{рем} + \Delta I_{ам} + \Delta I_{зп} + \Delta I_{проч.}$ | $33,86 + 28,43 + 56,85 + 4,0824 + 17,9$ | 141,122 |
| 2.19 | Себестоимость энергии | S_m | $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | $\frac{\Delta I_{экспл}}{\tau_{год} \cdot \Delta N_T}$ | $\frac{141,122 \cdot 10^6}{7500 \cdot (149 - 110) \cdot 1000}$ | 0,649 |
| 2.20 | Рыночная цена электроэнергии | C_m | $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$ | принимаем | - | 1,86 |
| 2.21 | Валовый доход | D | млн. руб. | $\Delta Э \cdot C_T$ | $(24 \cdot 2160 + 69 \cdot 2160 + 50 \cdot 3180) \cdot 1,86$ | 669,38 |
| 2.22 | Прибыль от реализации электроэнергии | Pr_m | млн. руб. | $D - \Delta I_{экспл}$ | $669,38 - 141,122$ | 528,255 |
| 2.23 | Налог на прибыль | $H_{приб}$ | млн. руб. | $\eta_{приб} \cdot Pr_T$ | $0,2 \cdot 528,255$ | 105,651 |
| 2.24 | Чистая прибыль | $Pr_{чист}$ | млн. руб. | $Pr_T - H_{приб}$ | $528,255 - 105,651$ | 422,604 |
| 2.25 | Срок окупаемости | $T_{ок}$ | лет | $\frac{K_{ст}}{\Delta I_{ам} + Pr_{чист}}$ | $\frac{1421,322}{56,85 + 422,604}$ | 3 года |

| | | | | | | |
|------|---|-------|-----------|-----------------------------|-----------------------|-----------|
| 2.26 | Коэффициент дисконтирования при ставке дохода 10% | K_d | - | $K_d = \frac{1}{(1 + E)^t}$ | 1 год | 0,909 |
| | | | | | 2 год | 0,826 |
| | | | | | 3 год | 0,751 |
| | | | | | 4 год | 0,683 |
| | | | | | 5 год | 0,621 |
| 2.27 | Дисконтированный доход каждого периода времени | $ЧДД$ | млн. руб. | $Пр_{чист} \cdot K_{di}$ | $422.604 \cdot 0.909$ | 384.15 |
| | | | | | $422.604 \cdot 0.826$ | 349.1 |
| | | | | | $422.604 \cdot 0.751$ | 317.38 |
| | | | | | $422.604 \cdot 0.683$ | 288.64 |
| | | | | | $422.604 \cdot 0.621$ | 262,44 |
| 2.28 | Сальдо накопленного потока | - | млн. руб. | $K_{ст} + ЧДД_i$ | 1 год | -1037,172 |
| | | | | | 2 год | -688,072 |
| | | | | | 3 год | -370,692 |
| | | | | | 4 год | -82,052 |
| | | | | | 5 год | 180,388 |

В результате оценки экономической эффективности от реализации проекта получено, что срок окупаемости проекта составляет 3 года с момента ввода блока в эксплуатацию (без учета дисконтирования). Срок окупаемости проекта при учёте дисконтирования составляет примерно 4 года 4 месяца. В реальности же предполагается, что в период надстройки газовой турбины энергоблок с турбиной Т-110-130 продолжает работать, что будет приносить прибыль от реализации электрической и тепловой энергии.

На рисунке 26 представлен график окупаемости инвестиционного проекта.

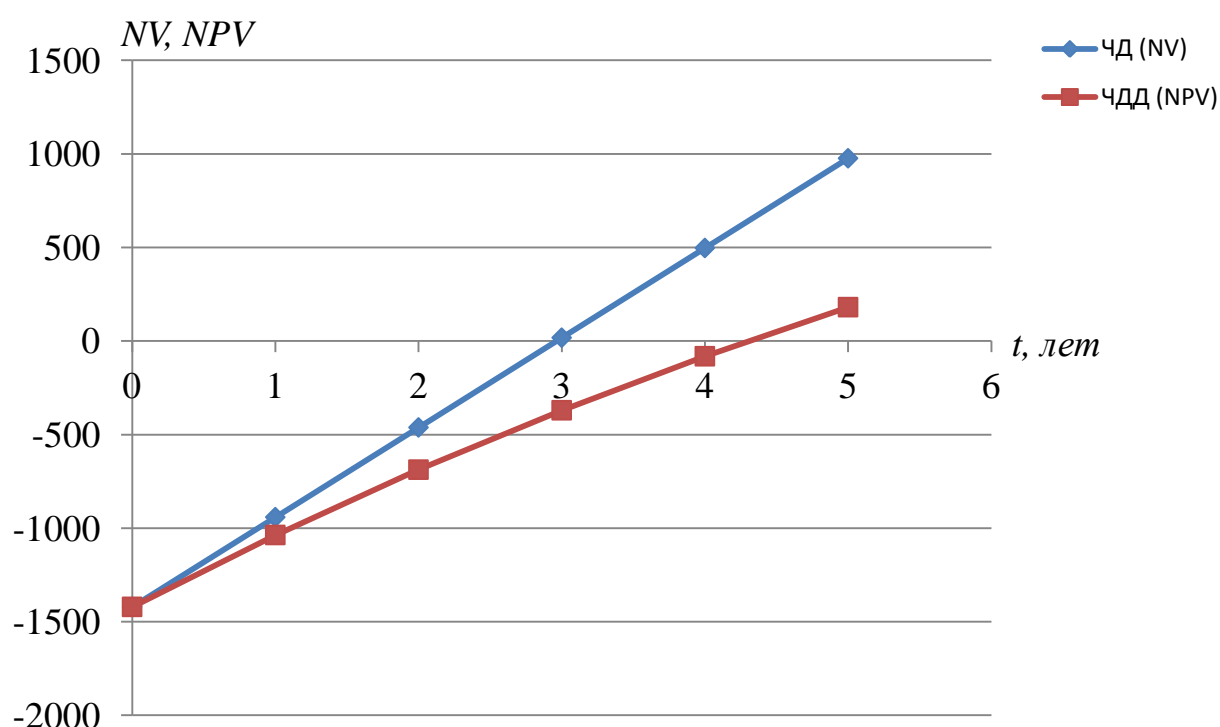


Рисунок 26 – График окупаемости инвестиционного проекта для случаев ЧД и ЧДД

Список публикаций

1. Я. А. Заугольникова, О. Ю. Ромашова, Е. А. Скребатун Экономичность использования газотурбинной надстройки на энергоблоках ТЭС [Электронный ресурс] /; науч. рук. О. Ю. Ромашова // Интеллектуальные энергосистемы : труды III Международного молодёжного форума, 28 сентября - 2 октября 2015 г., г. Томск 3 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 2015. — Т. 2. — [С. 107-110];
2. Romashova O. Y. , Skrebatun E. A. , Sokolova E. Y. Application of combined-cycle plants to control the electrical load curve (Article number 01023) // MATEC Web of Conferences . - 2014 - Vol. 19. - p. 1-5;
3. Belyaev L. A. , Romashova O. Y. , Vagner M. A. , Shevelev S. A. , Skrebatun E. A. Mathematical of two-dimensional dynamic distribution of thermal and production loads between heat electropower station turbines // MATEC Web of Conferences . - 2015 - Vol. 37, Article number 01008 . - p. 1-4